

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2620 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143.243.22.622.323(24:181m2620)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Карамян Ваге Спартаки		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатолевна	—		05.06.2020

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
З-2Б62Т	Карамян Ваге Спартаки

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2620 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Применение циркуляционных переводников

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Общая геологическая часть	
2. Технологическая часть проекта	
3. Цементные составы для многолетнемерзлых горных пород	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Карамян Ваге Спартаки		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Общая геологическая часть	5
03.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2020	3. Цементные составы для многолетнемерзлых горных пород	15
12.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	5. Социальная ответственность	15
29.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		03.06.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Карамян Ваге Спартаки

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<ol style="list-style-type: none"> 1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	2. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Карамян Ваге Спартаки		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Карамян Ваге Спартаки

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2740 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности 1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) 1.3 ТК РФ глава 47
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины: - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; работы на высоте.
3. Экологическая безопасность:	3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: - на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); - на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары); <p>4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Карамян Ваге Спартаки		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 71 страницу, не включая приложения, 8 рисунков, 48 таблиц, включая приложения, 41 литературный источник, 4 приложения.

Ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2620 метров.

Целью работы подразумевает – проектирование технологического решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2620 метров на месторождении Томской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ цементных составов для многолетнемерзлых пород при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

- СНС** – статическое напряжение сдвига;
- ДНС** – динамическое напряжение сдвига;
- СПО** – спуско-подъемные операции;
- ГНВП** – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- КНБК**– компоновка низа бурильной колонны;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ПВО** – противовыбросовое оборудование;
- БУ** – буровая установка;
- ЦА** – цементируемый агрегат.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019–2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность.

Общие требования; ГОСТ 12.1.029– 80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4./2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности

«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710–2013 ССБТ.

Оглавление

РЕФЕРАТ	8
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	9
ОГЛАВЛЕНИЕ	10
ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	13
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	13
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	13
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 Проектирование конструкции скважины	17
2.1.1 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	17
2.1.3 Выбор интервалов цементирования	18
2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	18
2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	18
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	19
2.2.1 Выбор способа бурения	19
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	19
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	21
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	21
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	22
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	24
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	26
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	27
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	31
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	34
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	34
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	34
2.3.2 Конструирование обсадной колонны по длине	37
2.3.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	37
2.3.4 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	38
2.3.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	39
2.4 Выбор буровой установки	40
3 ЦЕМЕНТНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГОРНЫХ ПОРОД	41
3.1 ВВЕДЕНИЕ.....	41
3.2 Требования к свойствам тампонажных растворов для скважин с низкими температурами	41
3.3 Цементные составы для многолетнемерзлых горных пород.....	42
3.4 Растворы с применением расширяющих добавок	46
3.5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	47
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	48

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	48
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	48
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	50
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	51
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	52
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	52
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	54
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	54
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных.....	55
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	55
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	56
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепле-ния скважины.....	56
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	60
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	60
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	60
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	60
5.2 Производственная безопасность.....	61
5.2.1. Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	68
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	71
ПРИЛОЖЕНИЕ А	75
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	80
ПРИЛОЖЕНИЕ В	85
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	95

Введение

Главная задача разведочного бурения, заключается в том, чтобы дать целостную и актуальную картину о геологических и геофизических данных на месторождении, что бы уже при последующей эксплуатации и разработке этих месторождений у недропользователя не возникало осложнений или аварий при бурении скважин.

В данной работе геологический разрез сложен преимущественно мягко, мягко-средними породами. В интервале 50-875 метров ожидается большое значение коэффициента кавернозности. На протяжении всего участка бурения от 0-2620 ожидаются интенсивные осыпи и обвалы, это стоит учитывать при проектировании параметров бурового раствора, чтобы избежать осложнений в процессе бурения.

На интервале отсутствуют несовместимые зоны по условию бурения.

Стоит отметить, что продуктивный пласт, находится вблизи с водоносным горизонтом, это стоит учитывать, чтобы в дальнейшем не допустить межпластовых перетоков.

Исходя из условий, описанных выше необходимо спроектировать эффективные технологические решения, для строительства и безаварийной эксплуатации в дальнейшем.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2620 метров.

В работе ставится и частная задача: проанализировать известные на данный момент цементные составы для цементирования, в условиях многолетнемерзлых пород.

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 Общая геологическая часть

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А. Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0 – 2620 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 1.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 2.

Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 5 водоносными пластами, 1 нефтеносным пластом. Эксплуатационная вертикальная колонна проектируется для продуктивного интервала 2585– 2590 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 250 м³/сут.

Таблица 1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа	Относится ли к ис- точникам водоснаб- жения, краткая ха- рактеристика хими- ческого состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J _{3vs} (Ю ₁)	2585	2590	поровый	690	250	12,5	–
Водоносность							
Q-P _{2II}	0	515	поровый	1000	До 300	–	Да. Минерализ. 0,1÷0,8 г/л
K ₁₋₂	545	1685	поровый	1004÷1009	200÷500	–	Нет. Минерализ. 8÷10 г/л
K ₁ (al+tr)	1685	2280	поровый	1010÷1014	100÷200	–	Нет. Минерализ. 10÷17 г/л
K _{1klm}	2280	2560	поровый	1012÷1018	До 200	–	Нет. Минерализ. более 20 г/л
J _{2-3vs}	2592	2635	поровый	1020÷1025	3÷46	–	Нет. Минерализ. 25÷35 г/л

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от	до	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			°С	источник
			кгс/см ² на м		источ- ник	кгс/см ² на м		источ- ник	кгс/см ² на м		источ- ник					
			от	до		от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	30	0,100	0,100	ПГФ	0	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0	0,22	ПГФ	15	РФЗ
P _{3nk}	30	185	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	16	РФЗ
P _{3cg}	185	290	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	17	РФЗ
P _{2ll}	290	515	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	18	РФЗ
P _{2tl}	515	545	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	19	РФЗ
K _{2gn}	545	695	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	20	РФЗ
K _{2sl}	695	740	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,22	0,23	ПГФ	21	РФЗ
K _{2ip}	740	840	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	22	РФЗ
K _{2kz}	840	865	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	23	РФЗ
K _{1-2pk}	865	1685	0,101	0,101	ПГФ	0,100	0,101	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	50	РФЗ
K _{1al}	1685	1725	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	52	РФЗ
K _{1kis}	1725	2195	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,1015	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	70	РФЗ
K _{1tr}	2195	2280	0,102	0,102	ПГФ	0,1015	0,1020	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	72	РФЗ
K _{1klm}	2280	2560	0,102	0,102	ПГФ	0,1020	0,1025	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,235	ПГФ	79	РФЗ
J _{3bg}	2560	2568	0,1025	0,1025	ПГФ	0,1025	0,1025	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,235	0,235	ПГФ	81	РФЗ
J _{3gr}	2568	2585	0,1025	0,1025	ПГФ	0,1025	0,1025	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,235	0,235	ПГФ	82	РФЗ
J _{2-3vs}	2585	2635	0,1025	0,1025	РФЗ	0,1025	0,1025	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,235	0,235	ПГФ	85	РФЗ

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу, поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, кавернообразование, прихватоопасные зоны, сальникообразование. Осложнения представлены в приложении А.

2 Технологическая часть проекта

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Построение совмещенного графика давлений

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 1):

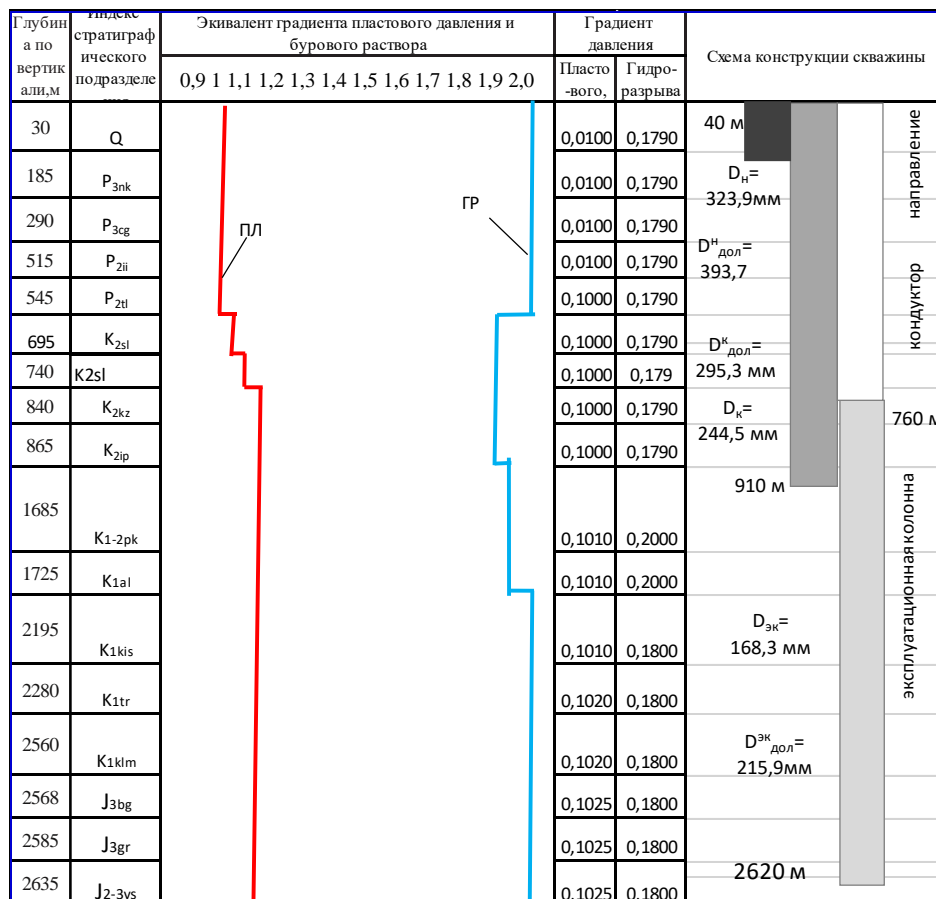


Рисунок 1 График совмещенных давлений

2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 30 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов, было принято решение спускать кондуктор на 910 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2620 м.

2.1.3 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 40 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 910 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 760-2620 м.

2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным $D_{эк}=168,3$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

В данном разделе необходимо определить максимальное давление опрессовки, оно должно быть как минимум больше, чем на 10% давления, которое возникает при ликвидации газонефтепроявлений и открытых фонтанов. Расчёты были проведены исходя из методических указаний, представленных в методичке «Проектирование конструкций скважины» [1].

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКО1-35-168х245 К1 ХЛ

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления:

ОП5-280/80х35

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

Технико-экономическая эффективность проекта на строительство нефтяной скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и горно-геологических условий бурения.

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	40	Роторный
40	910	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
910	2620	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2580	2595	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном

количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–40	40–910	910–2620
Шифр долота		Ш 393,7 НьюТек Сервисез	295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабурмаш	PDC 215,9 БИТ В 713 УМ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 117	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0.40	0,441	0,4
Масса, кг		163	82	24
G, тс	Рекомендуемая	3-8	9–15	5-15
	Предельная	25	15	15
n, об/мин	Рекомендуемая	40–60	100-140	140-180
	Предельная	200	250	220

где G – осевая нагрузка на долото, тс;

n – линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 5.

Таблица – 5 Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-40	40-910	910-2620
Исходные данные			
D_d , см	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, тс	25	15	15
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, тс	20	12	12
$G_{проект}$, тс	3	8	12

где D_d – диаметр долота, см;

$G_{пред}$ – предельная осевая нагрузка на долото, тс;

$G_{доп}$ – дополнительная осевая нагрузка на долото, тс;

$G_{проект}$ – проектируемая осевая нагрузка на долото, тс.

Для направления была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика были выбраны максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 6.

Таблица – 6 Результат расчета частоты вращения долота

Интервал, м	0-40	40-910	910-2620
1	2	3	4
Исходные данные			
V_d , м/с	3,2	2,6	1,2
D_d	м	0,3937	0,2953
	мм	393,7	295,3

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
Результаты проектирования			
n_1 , об/мин	155	168	104
$n_{\text{стат}}$, об/мин	60	140	180
$n_{\text{проект}}$, об/мин	60	140	180

где $V_{\text{л}}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

n_1 – оптимальная линейная скорость на периферии долота, об/мин;

$n_{\text{проект}}$ – проектная линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-40 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 7.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 80 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса

шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 65 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 7 – Результат расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-40	40-910	910-2620
1	2	3	4
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,5	0,3
K_k	1,4	1,4	1,25
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,1
V_m , м/с	0,011	0,0083	0,0042
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,203	0,235	0,166
$d_{нмах}$, м	0,0254	0,0127	0,0111
n	3	5	9
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,2	1,15	1,08
$\rho_{п}$, г/см ³	2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	34	11
Q_2 , л/с	78	42	11
Q_3 , л/с	179	68	36
Q_4 , л/с	45	42	17
Области допустимого расхода бурового раствора			
—	79-179	34-68	11-36
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
—	70	65	35

где D_d – диаметр долота, м;

K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

K_k - коэффициент каверзости;

$V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно рас-

твора, м/с;

V_M – механическая скорость бурения, м/с;

$d_{от}$ – диаметр бурильных труб, м;

d_{Hmax} – максимальный внутренний диаметр насадки (промывочных отверстий), м;

n – число насадок (промывочных отверстий);

$V_{кпмин}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с;

$V_{кпmax}$ – максимальная допустимая скорость восходящего потока, м/с;

$\rho_{п}$ – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

$\rho_{р}$ – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м²;

Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с;

Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора, исходя из условия предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

Под направление выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости. Под кондуктор выбран максимальный расчетный расход обеспечивающий необходимую очистку ствола скважины, вынос шлама, минимальный расход на насадках и предотвращение прихватов. При бурении под эксплуатационную колонну выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости, который близок к расчетным значениям.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-40	40-910	910-2620
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2153
	мм	393,7	295,3	215,3
G _{ос} , кН		175	120	104
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		–	262,48	191,37
M _р , Н*м		–	2635	2249
M _о , Н*м		–	147,65	107,65
M _{уд} , Н*м/кН		–	36,93	27,33

Для интервала бурения 40–910 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240.7/8.55	40-910	240	9975	2432	30-75	62-180	26,0-39,0	114-430
ДРУ2-172РС	910-2620	172	5000	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны и колонны для отбора керна приведены в приложении Г.

Результат расчёта бурильной колонны на прочность представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
направление													
0-40 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,15	0,15	–	–	–
	Калибратор	393,7	10 0,0	–	–	–	1,3	–	0,47	0,63	–	–	–
	УБТ	203,0	10 0,0	–	д	–	12	0,193	2,31	2,94	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	26,3	0,031	0,82	3,76	–	>10	–
кондуктор													
40-910 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,07	0,07	–	–	–
	Калибратор	203,0	90,0	–	–	–	1,3	–	0,31	0,39	–	–	–
	Двигатель	244,5		–	–	–	8,63	–	2,34	2,73	–	–	–
	ЗТС	229,0	120,0	–	–	–	12	–	0,22	2,95	–	–	–
	УБТ	203,0	90,0	–	Д	–	12	0,2150	2,58	5,53	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	д	–	32	0,1560	4,99	10,5	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	843,68	0,0312	26,3	36,8	–	6,48	–

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
эксплуатационная													
2580-2595 Отбор керна КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,04	0,04	–	–	–
	Калибратор	215,9	78,0	–	–	–	0,44	–	0,04	0,09	–	–	–
	УБТ	178,0	71,0	–	д	–	16	0,1770	2,83	2,92			–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2578	0,0312	80,4	83,4	–	2,8	–
910-2620 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,04	0,04	–	–	–
	Калибратор	146,0	78,0	–	–	–	0,44	–	0,04	0,09	–	–	–
	Двигатель	178,0	–	–	–	–	7,66	–	1,07	1,18	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	9,6	–	0,70	1,88	–	–	–
	Обратный клапан	172,0	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	1,94	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	72	0,1560	11,23	13,18	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2534	0,0319	80,95	94,13	–	2,54	–

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов:

Направление, интервал 0-40м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,17 \cdot 40 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 40} = 1193,3 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (1)$$

Кондуктор, интервал 40-910м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,13 \cdot 910 \cdot 0,098 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 910} = 1164,0 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (2)$$

Эксплуатационная колонна, интервал 910-2620м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,08 \cdot 2620 \cdot 0,098 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2620} = 1102,9 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (3)$$

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-40 м представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка, единицы измерения килограммы	Потребное количество реагентов	
			Направление	
			килограммы	упаковок
Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	56	3
Структурообразователь: Глинопопروش ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	3546	4
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	47	2
Понизитель вязкости: ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	29	2
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	501	1

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала под кондуктор 40-910 м представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 40-910 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка, единицы измерения	Потребное количество реагентов	
			кондуктор	
—	—	килограммы	килограммы	упаковок
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25	301	13
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств	1000	21589	22
Барит	утяжелитель	25	492	20
Полиакриламид	понижитель фильтрации	25	276	4
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	468	19
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	72	3
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	289	12
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	1000	1325	2
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	474	19

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 910-2620 м представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну 910-2620 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка, единицы измерения	Потребное количество реагентов	
			Эксплуатационная колонна	
		килограммы	килограммы	упаковок
Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	545	22
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1000	40547	41
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	406	16
Ингибитор: KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	786	32
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	25	645	26
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	2401	97
Утяжелитель	Регулирование плотности	1000	1486	2
Бактерициды	Защита от микробиологической деградации	25	145	6
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	25	152	7

Технологические показатели растворов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технологические показатели растворов

Бентонитовый раствор под направление	
1	2
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,193
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2
Полимерглинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,164
Условная вязкость, с	40-60

Продолжение таблицы 14

1	2
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5
Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,102
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны. Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2620 м. представлен в приложение Д.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблице 15, 16, 17.

Таблица 15 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² кольцевого пространства	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					количество, штук	диаметр, мм		
Под направление									
0	40	бурение	0,49	0,063	периферийная	3	22,2х2;11	88,9	404,2
Под кондуктор									
40	910	бурение	0,754	0,084	периферийная	4	15	81,5	262,1
Под эксплуатационную колонну									
910	2620	бурение	0,88	0,085	периферийная	3	12	90,5	169,6
Отбор керна									
2580	2595	Отбор керна	0,641	0,061	периферийная	3	9	117,4	207,8

Таблица 16 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в минутах	Производительность, л/с	
0	40	бурение	УНБ-950	2	95	180	184,3	1,0	105	38,64	77,28
40	910	бурение	УНБ-950	2	95	160	232,7	1,0	100	28,8	57,6
910	2620	бурение	УНБ-950	1	95	150	266,0	1,0	120	30,72	30,72
2580	2595	Отбор керна	УНБ-950	1	95	140	309,7	1,0	100	22,4	22,4

Таблица 17– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	40	бурение	66,9	52,3	0	4,3	0,2	10
40	910	бурение	182,7	45,5	49,7	71,2	6,4	10
910	2620	бурение	211,7	55,2	63,6	58	25,2	10
2580	2595	Отбор керна	153,1	92,8	0	31,1	23,5	5,8

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 19 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения ин- струмента, об/мин	Расход бурового рас- твора, л/сек
2580-2595	PDC У9-215,9/101,6 SCD-4 СТ	2-5	20-40	15-20

КНБК для отбора керна (2580-2595м) представлена в приложении Г

ГТН представлен в приложении Д.

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений:

при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

в конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 2.

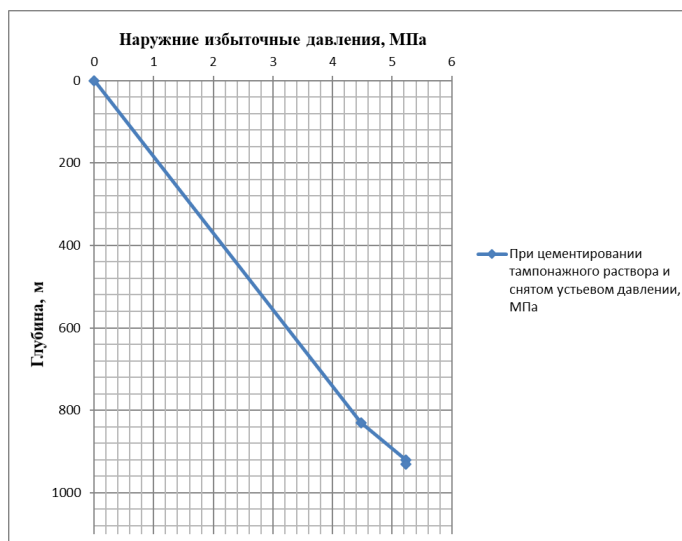


Рисунок 2—Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 3.

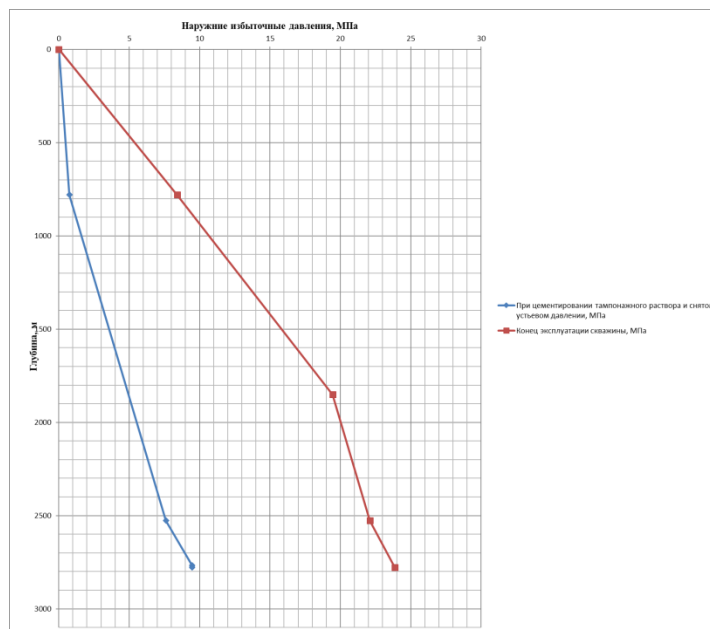


Рисунок 3 — Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутреннее избыточное давление — разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 4.

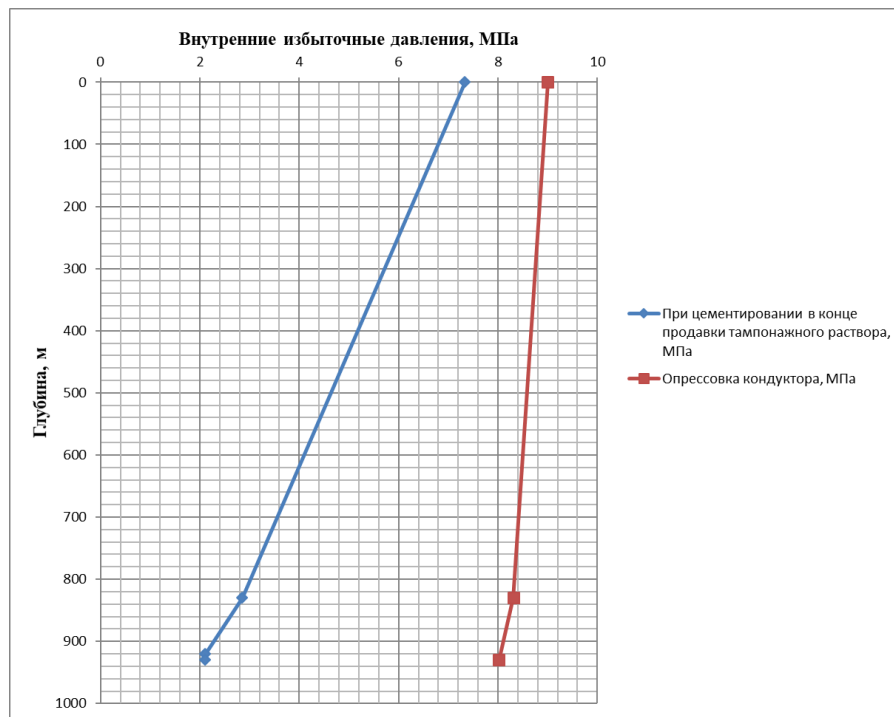


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 5.

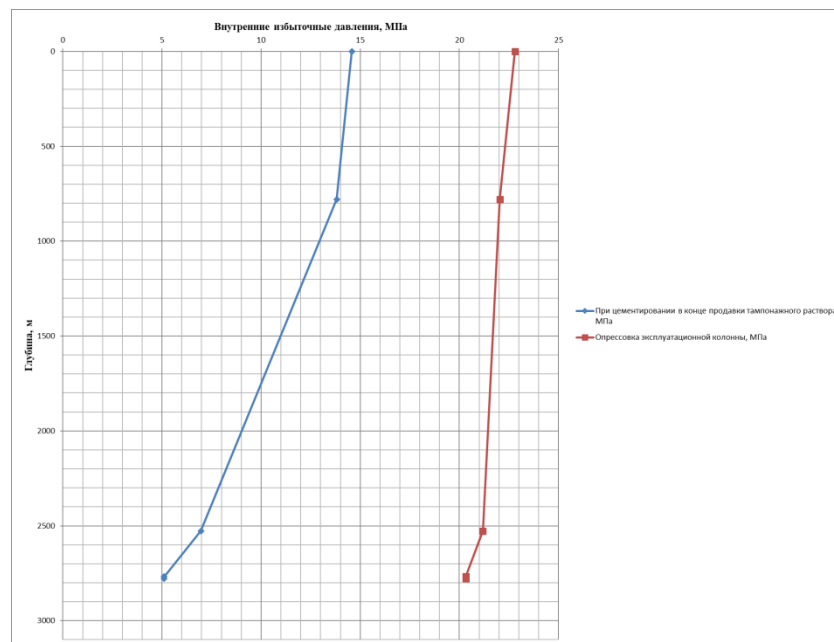


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

2.3.2 Конструирование обсадной колонны по длине

Произведя расчеты по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений» [4], были запроектированы секции, характеристики которых представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, килограммы			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	40	67,2	2740	2740	0-40
	Кондуктор							
1	ОТТМ	Д	7,9	910	47,2	42952	42952	0-910
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	8,9	90	35,4	3186	84306	2535-2620
2	ОТТГ	Д	8,0	2535	32	81120		0-2535

2.3.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результатом работы по данному разделу, о типах выбранных элементах КНБК и интервалах их установки представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D условный	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, штук	Суммарное количество, штук
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 323,3	БКМ-324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	30	30	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	40	6	6
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	30	30	1	1
Кондуктор, 244,5	БКМ-245 «Нефтемаш»	910	910	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	900	900	1	1

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 168,3	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	40	2	55
		40	910	53	
	ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	900	900	1	1
	БКМ-168 «Нефтемаш»	2620	2620	1	1
	ЦКОДУ-168 «Нефтемаш»	2610	2610	1	1
	ЦПЦ 168/216 «Нефтемаш»	0	910	31	88
		910	2620	57	
	ЦТ 168/216 «Нефтемаш»	910	2620	43	43
	ПРП-Ц-В 168 «Нефтемаш»	2610	2610	1	1
	ПРП-Ц-Н 168 «Нефтемаш»	2610	2610	1	1

2.3.4 Расчет и обоснование параметров цементировании скважины

Исходя из расчётов, запроектирован одноступенчатый способ цементировании.

По результатам расчета проектируем объемы тампонажной смеси, которые представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³		Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,8	1,36	1050	6,21	1,55	МБП-СМ	95,2
		5,44	1050		4,66	МБП-МВ	81,6
Продавочная жидкость	49,1		1000	49,1		–	–
Облегченный тампонажный раствор	47,06		1400	17,59		ПЦТ–III–О6(4-6)-150	38780
						НТФ	19,3
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,705		1820	1,62		ПЦТ - II - 150	3570
						НТФ	1,11

Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования представлена на рисунке 6.

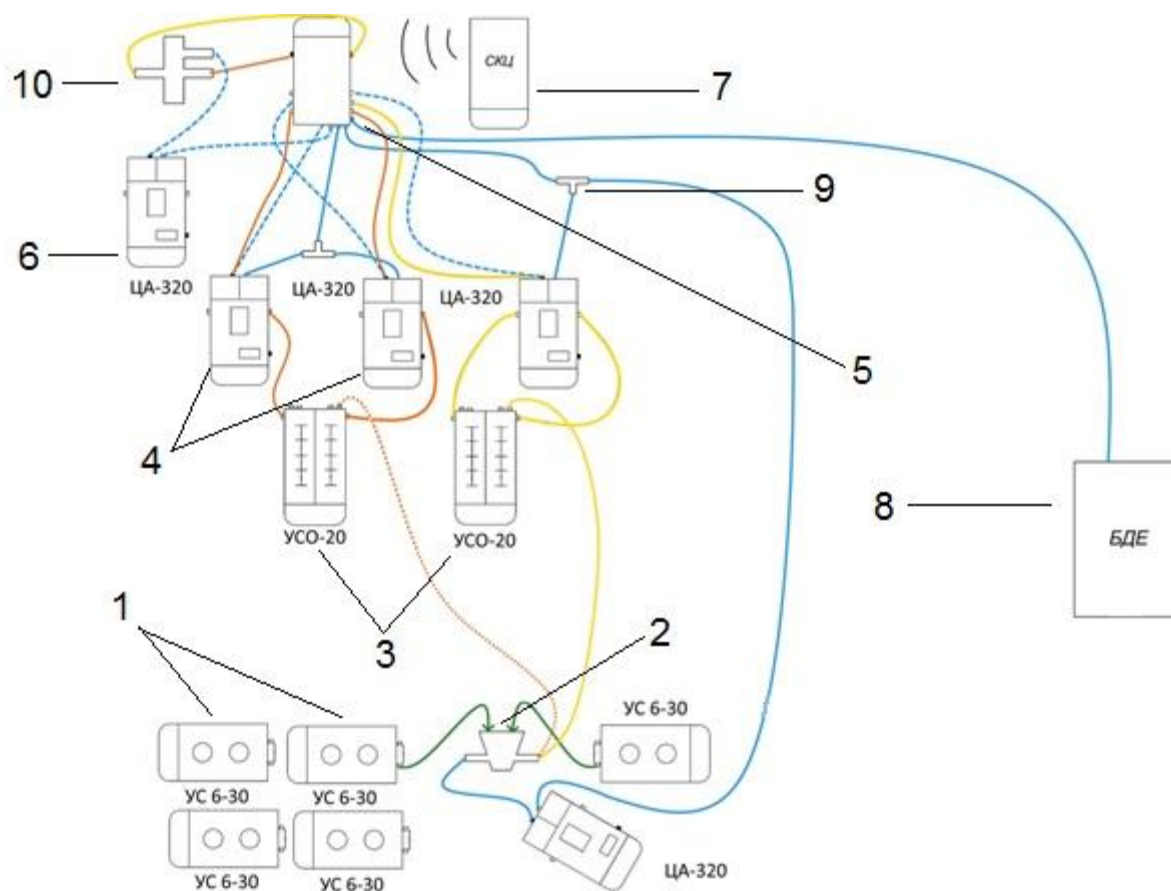


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементирующей техники
 1 – цементосмесительная машина УС 6-30; 2 – гидроворонка;
 3 – осреднительная емкость УСО-20; 4 – цементосмесительная машина УС 6-30;
 5 – цементирующий агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – цементирующий агрегат ЦА-320М;
 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок дополнительных емкостей; 9 – тройник; 10 – цементирующая головка; 11 – подводящая линия; 12 – автоцистерна

2.3.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1097 \text{ кг/м}^3; \quad (4)$$

Где, k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

$P_{\text{пл}}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(0 + 47,66) = 95,32 \text{ м}^3 \quad (5)$$

Где,

$V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м³,

2.4 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Таблица 23 – Выбор буровой установки.

Выбранная буровая установка Уралмаш 3Д-76			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{\text{бк}}$)	96,2	$[G_{\text{кр}}] \times 0,6 \geq Q_{\text{бк}}$	
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{\text{об}}$)	84,3	$[G_{\text{кр}}] \times 0,9 \geq Q_{\text{об}}$	
1	2	3	4
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{\text{пр}}$)	122,4	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{пр}} \geq 1$	1,6
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{\text{кр}}$)	200		

3 Цементные составы для многолетнемерзлых горных пород

3.1 ВВЕДЕНИЕ

При цементировании скважин в интервале многолетнемерзлых пород требуется применение специальных тампонажных растворов, так как использование традиционных тампонажных растворов не гарантирует качественного крепления обсадных колонн ввиду медленного твердения раствора. Цементный раствор после затвердения за обсадной трубой должен быть прочным и непроницаемым, иметь качественную схватку с обсадной колонной и со стенкой скважины. Такие высокие требования к цементному камню предъявляются в связи его разных функций: разобщение и изоляция продуктивных нефтегазоносных пластов и проницаемых горизонтов; плотное наполнение межтрубного пространства цементным раствором; заякоривание обсадных труб в грунт; защита труб от коррозии, при воздействии пластовых агрессивных вод, и разгрузка от избыточного внешнего давления[16].

3.2 Требования к свойствам тампонажных растворов для скважин с низкими температурами

Тампонажные материалы, используемые для качественного цементирования обсадных колонн в интервалах многолетнемерзлых пород, должны иметь определенные свойства [15]:

- способность схватываться за короткий период (менее 10 ч) и накапливать прочность при температурах ММП в заколонном пространстве без применения дополнительного подвода тепла к жидкости затворения;
- водосодержание тампонажных растворов должно оставаться на минимально допустимых значениях;
- гидравлическая активность растворов должна быть высокой в условиях низких температур;
- период прокачиваемости должен быть максимальным (более 2 ч), а сроки схватывания должны превышать время закачки и продавливания тампонажного раствора в заколонное пространство;

- растворы должны быть седиментационно-устойчивыми, характеризоваться большой скоростью структурообразования для исключения появлений водяных прослоек, которые, вследствие промерзания, приводят к смятию обсадных колонн;
- цемент должен быть безусадочный и обеспечивать плотный контакт с обсадной колонной и горной породой;
- твердение цемента должно сопровождаться минимальным тепловыделением и низкой теплопроводностью;
- цементный камень должен быть устойчивым к влиянию знакопеременных температур;
- цементный камень должен иметь достаточную прочность для сопротивления смятию обсадных колонн при обратном промерзании. Рекомендовано применять тампонажные растворы, образовавшийся камень которых должен иметь модуль упругости $E_c > 103 \text{ МПа}$;
- тампонажный материал должен включать в себя облегчающие добавки, для увеличения водоудерживающей и релаксационной способностью, обладать закупоривающим действием на проницаемые пласты, что способствует подъему цементного раствора до устья скважины.

3.3 Цементные составы для многолетнемерзлых горных пород

Механические методы в условиях многолетнемерзлых пород почти не эффективны.

Химические методы обладают легкой доступностью, относительной простотой и эффективностью, вследствие этого они являются основными методами повышения качества крепления скважин в криолитозоне.

Официально в нашей стране в качестве противоморозных и ускоряющих добавок к бетону в строительной практике разрешено использование четырех солей: хлорида натрия, хлорида кальция, поташа и нитрата натрия [3].

Вяжущие вещества на основе портландцемента со специальными добавками, которые ускоряют сроки схватывания, применяются для

цементирования скважин в интервале многолетнемерзлых пород. Такие добавки, как хлористый кальций (CaCl_2), нитрат натрия (NaNO_3), поташ (K_2CO_3), каустическая сода (NaOH), сульфаты натрия (Na_2SO_4) и калия (K_2SO_4), калийно-щелочная добавка и др. Достоинством этих веществ является их доступность и оптимальные физико-механические свойства при небольших изменениях в составе в условиях низких положительных температур. Однако анализ показывает, что в условиях криолитозоны тампонажный раствор на основе портландцемента имеет длительные сроки схватывания (более суток) даже при больших концентрациях ускорителей. Такие длительные сроки схватывания тампонажного раствора являются причиной его седиментационной неустойчивости и, как правило, некачественное затвердевание цементного камня [4].

При креплении скважин в зонах ММП в основном применяется хлорид кальция. При добавлении в больших количествах (более 4 %) хлоридов кальция, которые наиболее широко используются для ускорения сроков схватывания, вызывают коррозию обсадных колонн, замедляют процессы гидратации алюминатных составляющих портландцементов, цементный камень имеет пониженную стойкость к сульфатной агрессии [5]. Так же, применение добавок требует введения дополнительной технологической операции – приготовления их водных растворов. На это отвлекаются силы буровой бригады, и привлекается дополнительное оборудование. Использование многих химических реагентов может значительно увеличить интенсивность электрохимической коррозии колонны и снизить долговечность цементного камня. Некоторые добавки являются ценным химическим сырьем, либо дефицитны. Введение добавки ускоряет загустевание растворов и в большинстве случаев уменьшает эксплуатационную прочность. Многокомпонентность отдельных добавок также делает применение их нетехнологическим.

Для ускорения схватывания тампонажных растворов портландцементов вводят хлорид кальция в количестве до 6% от массы цемента [6]. Оптимальное количество хлорида кальция, как и других ускорителей схватывания, зависит от

минералогического состава цемента, вида и количества, вводимых при его изготовлении минеральных добавок, тонкости помола и других факторов [3].

В исследованиях А.А. Ключова и Э.Н. Лепнева [7], которые проводились на высокоактивном стерлитамакском портландцементе для «холодных» скважин показано, что оптимальное количество добавки хлорида кальция в количестве 4% (2% от массы цемента при В/Ц=0,5).

При увеличении количества хлорида кальция в воде затворения до 6-8% сроки схватывания уменьшаются лишь при 20 С, а при пониженных температурах, наоборот, увеличивается в 1,5-2 раза. Оптимальная добавка хлорида кальция в два раза сокращает сроки схватывания тампонажного раствора при низких температурах, однако при этом они остаются весьма большими – 12-14 ч. [8]. Также повышенное количество хлористого кальция снижают долговечность цементного камня. В работе [9] показано, что при добавке хлорида кальция более 2% от массы цемента снижает прочность камня уже к концу первого года твердения.

В исследованиях [10], на тампонажных растворах из портландцемента для низкотемпературных скважин завода «Красный Октябрь», показано, что одной из эффективных добавок является поташ (углекислый калий). Использование поташа намного технологичнее, чем разработанный его предшественник калийно-щелочной раствор (КЩР), который содержит поташ и гидроксид калия в равных порциях [11]. КЩР сложный в приготовлении, а также имеет очень короткие сроки схватывания, что делает невозможным его использование [10]. При добавлении чистого поташа, аналогично с КЩР, наблюдается преждевременное загустевание и схватывание тампонажных растворов, что доказывает опыт его использования в строительстве. Несмотря на преимущества над хлористым кальцием, такие как менее гигроскопичен, не снижает прочности камня и не агрессивен к металлу, поташ не нашел применения в практике крепления скважин.

К одному из способов улучшения параметром тампонажных растворов при креплении «холодных» скважин относится введение комплексной добавки.

При ее добавлении портландцементы схватываются в зонах ММП. Но существенные недостатки, такие как большие сроки схватывания, при отрицательных температурах, низкая прочность цементного камня, не позволяют получить тампонажный раствор, который можно будет использовать при креплении скважин в зоне многолетнемерзлых пород, о чем свидетельствуют данные приведенные на рисунке 7.

Физико-механические свойства портландцементных растворов и камня с комплексными добавками.

Реагент и его содержание от массы цемента, %		В/Ц	Плотность, г/см ³	Подвижность, см	Температура твердения, °С	Сроки схватывания, ч-мин.		Прочность на изгиб через 2 дня, МПа
						Начало	Конец	
CaCl ₂ КССБ Хромпик	0,3	0,4	1,95	18	20	7-10	8-30	2,5
	0,3				5	13-15	15-15	1,7
	0,3				-5	22-00	24-20	0,4
K ₂ CO ₃ КОН	3,5	0,6	1,76	21	20	3-30	6-40	1,7
	3,5				5	7-15	12-25	1,2
					-5	13-40	25-00	0,6
CaCl ₂ КОН ССК	5	0,4	1,97	18,5	20	4-15	5-50	5,2
	2				5	10-30	14-50	1,9
	0,1				-5	>20	-	0,6

Рисунок 7 – Физико-механические свойства портландцементных растворов и камня с комплексными добавками.

Исходя из таблицы видно, что время простоя буровых, связанное с ОЗЦ, достигает 15 ч, а при наличии зон вечной мерзлоты – 30ч. Для сокращения времени простоя, необходимо применять тампонажные материалы, которые будут схватываться, и набирать прочность камня в 4-5 раза быстрее, чем тампонажные портландцементы с добавками-ускорителями. Чем больше времени в затрубном пространстве находится тампонажный материал в пластичном состоянии, тем больше вероятность межпластовых перетоков и газопроявления [34]. В объединении «Пермнефть», наблюдались осложнения при креплении кондукторов, по причине медленного набора прочности камня.

Повысить качество и долговечность цементного камня, стойкость к агрессивным средам можно добавлением пластификаторов. Они позволяют увеличить подвижность цементного раствора и снизить содержание воды. Растворы, в которых низкий уровень содержания воды, образуют плотный и непроницаемый камень, который имеет высокую морозостойкость и

коррозионную стойкость.

3.4 Растворы с применением расширяющих добавок

Для того чтобы тампонажный раствор обладал оптимальными физикохимическими свойствами и величиной расширения, применяются специальные расширяющие добавки, зависящие от температуры и химической активности скважины, в разных количественных отношениях.

Существует два способа, чтобы увеличить объем цементного камня:

- введение добавок, которые при взаимодействии с вяжущим образуют газообразные продукты;
- введение веществ, образующих новые кристаллические продукты при химическом взаимодействии между собой и цементом.

При цементировании обсадных колонн обычно применяется второй способ, т.к. первый дает положительный эффект только в условиях атмосферного давления.

Добавление расширяющих добавок в тампонажную смесь, обеспечивает плотный контакт камня с обсадной трубой и многолетнемерзлой породой. У всех расширительных цементов природа расширения одинакова. Увеличение объема достигается при образовании высокосульфатных форм гидросульфоалюминатов.

Для цементирования скважин в условиях вечной мерзлоты Роговым В.В. [36] был разработан расширяющий теплоизоляционный тампонажный материал с гранулированным пеностеклом Термогласс, который показал хорошие результаты исследования. Рецепт данного тампонажного материала следующая:

- портландцемент ПЦТ-I-50;
- облегчающая добавка, обеспечивающая теплоизоляционные свойства – гранулированное пеностекло Термогласс марки 1 в количестве 5-30 % от массы цемента;
- пластификатор и воздухововлекающая добавка – древесно

омыленная смола SDO-L в количестве 1-2 %;

- для прогрева цементной смеси и в качестве расширителя использовал гашеную известь в количестве 8-12 %;

- в качестве понизителя фильтрации применил Оксиэтилцеллюлоза FL-11, в количестве 0,6-1,0 %;

- водоцементное отношение равное 0,5-0,7.

При использовании данного состава расширяющийся теплоизоляционный тампонажный материал обладает низкой теплопроводностью, закрытой пористостью, способностью расширения при твердении на 4-5%. Так же раствор изнутри прогревается теплотой экзотермической реакцией, которая позволяет успешно прогидратироваться и схватиться цементу. Исследования показали пригодность описанного выше тампонажного раствора для цементирования скважин в интервалах многолетнемерзлых пород, соответствие его ГОСТам. Также данный тампонажный раствор прост в приготовлении, за счет доступности и экономичности компонентов, которые входят в его состав.

3.5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе проанализированы рецептуры тампонажных растворов для цементирования скважин в условиях низких положительных и отрицательных температур. Приведены требования к тампонажным растворам. Выявлено, что тампонажный раствор должен быть безусадочный, облегченный, расширяющийся, быстродействующий, иметь высокую седиментационную устойчивость, малую водоотдачу. А цементный камень должен иметь качественное сцепление с обсадной колонной и стенками скважины, низкую теплопроводность, низкую проницаемость, высокую прочность и коррозионную стойкость.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Таблица 24 – Исходные данные

Наименование скважины	–
проектная глубина, м:	2620
способ бурения:	–
под направление	роторный
под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ГЗД
цель бурения	разведка
конструкция скважины:	–
направление	d 323,9 мм на глубину 40 м
кондуктор	d 244,5 мм на глубину 910 м
эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 2620 м
буровая установка	Уралмаш 3Д-76
оснастка талевого системы	5'6
насосы:	–
тип количество, шт.	УНБТ-950–2 шт.
производительность, л/с:	–
в интервале 0-40 м	80,96
в интервале 40-910 м	57,6
в интервале 910-2620 м	32,0
утяжеленные бурильные трубы (убт):	d 178 мм 12 м
забойный двигатель (тип):	–
в интервале 40-910 м	ДГР-240.7/8.55
в интервале 910-2620 м	ДРУ2-172РС
при отборе керна	PDC Y12-215,9/101,6 SCD-3 T
бурильные трубы: длина свечей, м	36

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,011	560
2	40	910	870	0,08	1200
3	910	2620	1710	0,04	1750

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [1]

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T \cdot H, \quad (6)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H – количество метров в интервале, м. Для направления:

$$N = 40 \cdot 0,037 = 1,11 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,011	0,44
870	0,08	69,6
1710	0,04	68,4
Итого		138,44

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / \Pi, \quad (7)$$

где Π – нормативная проходка на долото в данном интервале, м. Для направления:

$$n = 40 / 560 = 0,043$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале Π , м	n
40	560	0,07
870	1200	0,725
1710	1750	0,97
Итого на скважину		1,77

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

1. спуск бурильных свечей;
2. подъем бурильных свечей;
3. подъем и установка УБТ за палец;
4. вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
5. подготовительно-заключительные работы при СПО;
6. наращивание инструмента;
7. промывка скважины перед подъемом инструмента;
8. промывка скважины перед наращиванием инструмента;
9. смена долота;
10. проверка люфта турбобура;
11. смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
12. крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле 7.

$$T_{СПО} = \Pi \cdot n_{СПО}, \quad (8)$$

где $n_{СПО}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м; Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 28

Таблица 28 – расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото,	Номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-40	393,7	560	11	24	0-30	0,0121	0,48
II	40-910	295,3	1120	12	32	30-100	0,0122	0,73
						100-200	0,0133	1,31
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,47
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0162	1,63
ИТОГО								11,32
III	910-2620	215,9	1640	12	32	900-1000	0,0160	1,6
						1000-1100	0,0166	1,66
						1100-1200	0,0177	1,77
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0190	1,90
						1400-1500	0,0193	1,93
						1500-1600	0,0199	1,99
						1600-1700	0,0210	2,10
						1700-1800	0,0230	2,30
						1800-1900	0,0233	2,33
						1900-2000	0,0240	2,40
						2000-2100	0,0246	2,46
						2100-2200	0,0249	2,49
						2200-2300	0,0252	2,52
						2300-2400	0,0255	2,55
						2400-2500	0,0256	2,56
						2500-2620	0,0258	2,58
Итого								44,84

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

направление: $4 * 1 = 4$ мин;

кондуктор: $24 * 1 = 24$ мин;

эксплуатационная колонна: $69 * 1 = 69$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -4 ч, кондуктора - 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во
- время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота - 7 минут. Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (9)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м. Для направления:

$$L_c = 40 - 10 = 30 \text{ м};$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (14 м.), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 14 + 1 = 15 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n \quad (10)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 15 = 15 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (11)$$

где l_c – длина одной свечи, м Для направления:

$$N = 0,2 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 * 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 910 - 10 = 900 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 875 - 25 = 865 \text{ м};$$

$$N = 875 / 36 = 24,03 \approx 24 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 24 * 2 + 5 = 53 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2620 - 10 = 2610 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 2610 - 25 = 2575 \text{ м};$$

$$N = 2865/36 = 79,58 \approx 80 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 80 * 2 + 5 = 165 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 26 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 47 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 53 + 165 + 3 * (7 + 26 + 47) = 465 \text{ мин} = 7,75 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [25]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 18 ч.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,41 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных Работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 324,3 часов или 13,513 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 7,4 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$324,3 * 0,074 = 24 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 324,3 + 24 + 18 = 366,3 \text{ ч} = 15,263 \text{ суток.}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 29.

Таблица 29 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
1	2
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Работник (разряд)	Количество человек

Продолжение таблицы 29

1	2
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 30.



Условные обозначения к таблице 30: Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);



Буровая бригада (бурение);



Бригада испытания.

Таблица 30 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ													
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1			2			3			4		
Вышкомонтажные работы		—	—	—	■	—	—	—	—	—	—	—	—
—		—	—	—	—	■	—	—	—	—	—	—	—
—		—	—	—	—	—	■	—	—	—	—	—	—
Буровые работы		—	—	—	—	—	—	■	—	—	—	—	—
—		—	—	—	—	—	—	—	■	—	—	—	—
—		—	—	—	—	—	—	—	—	■	—	—	—
Освоение		—	—	—	—	—	—	—	—	—	■	—	—
—		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	■	—
—		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	■

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле :

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (12)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

$$K = 1 + \Delta t / (t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p), \quad (13)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах 1 и 2.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение	2,55	2,78	0,11
направление кондуктор	45,64	49,74	2,07
эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление	3,56	3,92	0,16
направление кондуктор	16,0	17,44	0,73
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H / T_M, \quad (14)$$

где H – глубина скважины, м; T_m – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_m + T_{cno}), \quad (15)$$

где T_{cno} – время спускоподъемных операций, ч. в) коммерческая скорость

V_k , м/ч

$$V_k = (H \cdot 720) / T_h, \quad (16)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H / n, \quad (17)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - P_n) / H, \quad (18)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

P_n – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 32.

Таблица 32 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2620
Продолжительность бурения, сут.	10,4
Механическая скорость, м/ч	16,02
Рейсовая скорость, м/ч	11,89
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7763
Проходка на долото, м	1750
Стоимость одного метра	52475

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [5], в части III – на бурение и испытание на продуктивность

скважин [6]

Прямые затраты (ПЗ) зависят от: Объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Вычитается по формуле: $ПЗ = М + ЗПС + ЭМ$, где

М - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций.

ЗПС – затраты на основную заработную плату рабочих

ЭМ – стоимость эксплуатации машин и механизмов

5 Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [45].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [46].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [47].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место

работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [49]:

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы[34]
	Проектиро- вание	Изготовле- ние	Эксплуата- ция	
1	2	3	4	5
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	–	+	+	МР 2.2.7.212906
2. Превышение уровня шума	–	+	+	ГОСТ Р ИСО 9612-2013
3. Повышенные уровни вибрации	–	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ
Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы[34]
	Проектиро- вание	Изготовле- ние	Эксплуата- ция	
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	–	+	+	МР 2.2.7.212906

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5
4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	–	+	+	СанПиП 2.04.05-91 ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016
6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами	–	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ
8. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
9. Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте	–	+	+	ПБНГП [35]

5.2.1. Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе. Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (Парабельский район, особый), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты - комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [30]. Нормы приведены в таблице 5 .

Таблица 34 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Повышенные уровни шума. Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

Повышенные уровни вибрации. Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении бурильной колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [32]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [33] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице .

Таблица 35 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: Углеводороды Диоксид серы Диоксид углерода	–	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [29]. СИЗ органов дыхания - респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [34].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [35] и приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

Повреждения в результате контакта с живыми организмами. Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции.

Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [36].

Поражение электрическим током. Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании силовых электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько видов электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую подстанцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6 (10) кВ.

Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте. Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [35] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;

установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируется ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [14]. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ [15].

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;

применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

применение предупреждающей сигнализации;

применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также, в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами,

оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;

слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;

контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин.

назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ППЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2620 м на месторождении Томской области.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. В связи с геологическим состав данного региона для бурения под направление было выбрано шарошечное долото, под кондуктор и эксплуатационную колонну были выбраны PDC долота, это было обусловлено составом пород и опытом бурения. С целью экономии средств было принято решение и более быстрого сооружения скважины, о бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну с использованием винтовых забойных двигателей ДГР-240.7/8.55 и ДРУ2-172РС соответственно.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Под направление и кондуктор было выбрано 2 насоса УНБ-950, а под эксплуатационную один. Данный выбор обеспечивает максимальный расход бурового раствора на данных интервалах.

Следует обратить внимание, что под кондуктор был выбран полимер-глинистый раствор, который обеспечит максимальную скорость проходки в данном интервале и минимизирует возможность возникновения осложнений при бурении на данном интервале. Под эксплуатационную колонну был выбран био-полимерный раствор, это обусловлено тем, что данный раствор минимизирует воздействие на горную породу, в том числе и на коллекторские свойства пласта, что крайне важно при дальнейшей его разработке.

Задача увеличения выноса керна решалась с использованием современных буровых головок, для отбора керна.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной. В силу, того что на данном интервале давления находятся в допустимой зоне и ствол вертикальный были выбраны трубы ОТТГ. Данное решение сказывается увеличивает жизненный цикл скважины.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования с двумя пробками.

Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава, так как один компонент обладает хорошей моющей способностью, а другой (обеспечивает улучшенный, смыв глинистой корки со стенок скважин. В связи с экономией места на площадке, для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется при помощи перфорации участка. Для проведения испытания скважины спроектирован и специально подобран устройство для перфорации скважин ORION 73КЛ

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-35-168х245 К1 ХЛ, ОП5-280/80х35, АФ1-80/65х21

Для проведения работ выбрана буровая установка Уралмаш 3Д-76, которая полностью удовлетворяет технологическим требованиям.

В специальной части рассмотрены цементные составы для многолетнемерзлых пород. Представлены составы разных производителей, проанализированы их положительные и отрицательные стороны.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92с.
2. А.В. Епихин А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 75 с.
5. Жулина С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 288 с.
6. Stephen Prensky. Recent advances in LWD/MWD and formation evaluation // World Oil. – March 2006. – P. 69–75.
7. Measurement-while-drilling system // European patent no. EP 0539240B1. Publ. 06.08.1997, Bulletin 1997/32.
8. Adjacent well telemetry system and method for use of the same // European patent no. EP 0918136A1. Publ. 26.05.1999, Bulletin 1999/21.
9. J. Petrovic, V. Petrovic, M.R. White, N.P. Beaulac. System and method for downhole telemetry // US patent no. US 2012/0256759A1. Publ. 11.10.2012.
10. Acoustic telemetry system with drilling noise cancellation // European patent no. EP 1185761B1. Publ. 25.01.2006, Bulletin 2006/04.

11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] URL: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
12. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ»/– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – 33с.
13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] URL: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
14. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
15. Бессон А.Л. Новый взгляд на режущие инструменты бурового долота, 2002. – 28 с.
16. Кершенбаум В.Я., Торгашов А.В. Буровой породоразрушающий инструмент, 2003. – 25–38 с.
17. Матрюков Б.С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие – Москва: Академия, 2011. – 368 с.
18. СНиП IV–5–82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ (ред. от 01.04.2019).
20. Федеральный закон от 21июля 1997 г., № 116– ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями и дополнениями).
21. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426–ФЗ "О специальной оценке условий труда».
22. СанПиН 2.2.4.548–96 – Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
23. ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы.

24. ГОСТ 12.0.003–2015 Опасные и вредные производственные факторы.
25. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.1.004–91 Пожарная безопасность. Общие требования.
27. ГОСТ 12.1.003–14 Шум. Общие требования безопасности.
28. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования.
29. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
30. СНиП 23–05–95. Строительные нормы и правила. Естественное и искусственное освещение.(Утверждено постановлением Минстроя РФ от 2 августа 1995 г. №18–78 (с изменениями и дополнениями).
31. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
32. ГОСТ 12.4.026–2015. ССБТ. Цвета сигнальные. Знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
33. ПОТ Р М–012–2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
34. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно–эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
35. СНиП 52.13330–2011 Естественное и искусственное освещение.
36. ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением № 1).
37. ГОСТ Р 50462–2009 (МЭК 60446:2007) Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса "человек-машина", выполнение и идентификация. Идентификация проводников посредством цветов и буквенно–цифровых обозначений.

38. ГОСТ 17.2.3.02–78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.

39. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев. – Томск: 2018. – 16 с.

40. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементированния скважин/ А.В. Ковалев. – Томск: 2017, – 13с.

41. РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.

Приложение А

Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез, элементы залегания и коэффициент
кавернозности пластов

Интервал залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
глубина		название	индекс	угол		
верх	низ			град.	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	четвертичные отложения	Q – N1	–	–	1,30
50	120	туртасская свита	P3 tr	–	–	1,20
120	180	новомихайловская свита	P3 nm	–	–	1,20
180	270	атлымская свита	P3 at	–	–	1,20
270	450	тавдинская свита	P3-2 tv	–	–	1,20
450	670	люлинворская свита	P2 ll	–	–	1,20
670	810	талицкая свита	P1 tl	–	–	1,20
810	875	ганькинская свита	P1-K2 gn	–	30	1,20
875	1060	березовская свита	K2 br	–	30	1,10
1060	1097	кузнецовская свита	K2 kz	–	30	1,10
1097	1380	уватская свита (кровля - отражающий горизонт Г)	K2 uv	–	30	1,10
1380	1670	ханты-мансийская свита	K2-1 hm	–	30	1,10
1670	1970	викуловская свита (кровля - отражающий горизонт М')	K1 vk	1	00	1,10
1970	2020	кошайская свита	K1 csh	1	00	1,10
2020	2777	фроловская свита АС1-9 (кровля - отражающий горизонт М)	K1 fr	1	00	1,10
2777	2800	баженовская свита Ю0 (кровля - отражающий горизонт Б)	K1-J3 bg	1	00	1,10
2800	2820	абалакская свита Ю1	J3-2 ab	1	30	1,10
2820	3140	тюменская свита Ю2-9	J2 tm	1	30	1,05
3140	3210	горелая свита Ю10	J2-J1 gr	1	30	1,05
3210	3220	кора выветривания + палеозой (кровля - отражающий горизонт А)	K.B.-Pz	1	30	1,05

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q – N1	0	50	Пески, супеси, суглинки, алевроиты и глины
P3 tr	50	120	Алевролиты глинистые, алевроиты, с подчиненными прослоями диатомитов, глины алевроитовые, подчиненные прослои песков
P3 nm	120	180	Глины алевроитистые, коричневато-серые, алевроиты, пески мелкозернистые
P3 at	180	270	Пески кварцево-полевошпатовые, кварцевые, с прослоями глин, алевроитов.
P3-2 tv	270	450	Глины зеленые и зеленовато-серые, листоватистые, алевроитистые с пропластками алевроитов и линзочками бурых углей. Единичные фораминиферы и радиолярии. Комплекс спор и пыльцы
P2 ll	450	670	Глины алевроитистые, морские, диатомовые, опоковидные. Охарактеризована комплексами диатомовых водорослей. Диатомиты светло-серые, белые, легкие. Фораминиферы, комплексы радиолярий, комплекс спор и пыльцы. Глины опоковидные и опоки с прослойками глауконитовых песчаников.
P1 tl	670	810	Глины темно-серые, бурые, алевроитовые, с прослоями тонкозернистых песчаников и алевролитов. Фораминиферы, остатки моллюсков, радиолярии, диатомовые водоросли, силикофлагеллаты. Глины темно-серые, алевроитистые, местами опоковидные.
P1-K2 gn	810	875	Глины зеленовато-серые, известковистые, местами листоватые, с включениями пирита, иногда глауконита.
K2 br	875	1060	Глины серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабоалевритистые, с редкими прослоями опоковидных глин и опок, с конкрециями пирита. Комплексы фораминифер и радиолярий. Фауна, споро-пыльцевые комплексы
K2 kz	1060	1097	Глины серые, зеленовато-серые, участками глауконитовые. Встречаются остатки водорослей, раковин-двустворок и чешуи рыб.
K2 uv	1097	1380	Алевриты серые и светло-серые, с прослоями глин, песков, песчаников и известняков. Обугленные и ожелезненные растительные остатки, углистый детрит, янтарь. Редкие фораминиферы.
K2-1 hm	1380	1670	Глины серые и темно-серые, с прослоями алевроитов и алевролитов, с намывами растительного детрита и чешуек слюды на поверхностях наслоения, остатки раковин-двустворок и редкие прослои известняков.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
K1 csh	1970	2020	Глины серые, темно-серые, с прослоями светло-серых алевритов и глинистых известняков. Характерен растительный детрит.
K1 fr	2020	2777	Ритмичное чередование песчано-алевритовых пластов с пачками глин уплотненных, темно-серых, алевритовых. Встречаются прослой глинистых известняков. На поверхностях наслоения много обугленного растительного детрита. Глины темно-серые, реже серые, тонкоотмученные, с прослоями алевритов и мелкозернистых песчаников.
K1-J3 bg	2777	2800	Аргиллиты плитчатые, прослоями битуминозные, со стяжениями пирита и отпечатками морской фауны.
J3-2 ab	2800	2820	Аргиллиты с включениями пирита, глауконита
J2 tm	2820	3140	Грубое и более тонкое переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, с некоторым преобладанием последних. Редкие прослой углей.
J2-J1 gr	3140	3210	Битуминозные аргиллиты темно-серые до черных, с остатками углистого детрита. Песчаники, гравелиты, конгломераты серые, светло-серые, буровато-серые, с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов.
K.B.-Pz	3210	3220	Аргиллиты темно-серые со сферолитами сидерита. Песчано-гравийные породы. Породы коры выветривания. Известняки, доломиты, углистые и кремнистые сланцы, мергели.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, Д	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q – N1	0	50	Пески Суглинки	1900 2000	35 10	0,6 -	7 60	1-2 -	-	1,1 – 4,5	I – II	M
P3 tr – P1 tl	50	810	Песчаники Алевриты Глины	1900 2000 2200	35 25 10	0,5 0,05 0,001	10 30 90	2 2,2 2,2	-	1,1 – 4,5	II	M, MC
P1-K2 gn – K2 uv	810	1380	Глины Алевриты Песчаники	2200 2100 2300	15-25 20-35 8	0,005 0,05 До 1,0	90 20 7	2 3 2	-	1,1 – 6	II – IV	MC
K2-1 hm – K1-J3 bg	1380	2777	Алевриты Песчаники Пески	2100 2400 2300	До 18 До 25 20	0,01 до 1 0,5	25 10 5	3 2 2	-	1,1 – 4,5	II – IV	MC
K1-J3 bg	2777	2800	Аргиллиты	2600	2	непрониц.	95	До 5	-	1,1 – 4,5	III	C
J3-2 ab	2800	2820	Аргиллиты	2600	2,5	До 1	97	5	-	1,1 – 4,5	III	C
J2 tm	2820	3140	Аргиллиты Алевриты Песчаники	2600 2200 2200	15 До 15	непрониц. 0,05 До 1	100 20 10	7 3 4	-	1,1 – 4,5	IV-VIII	C
J2-J1 gr	3140	3210	Аргиллиты Песчаники	2600 2300	- До 13	непрониц. До 1	100 10	4 4	-	1,1 – 4,5	VI – VIII	C

Таблица А 4 – Осложнения при бурении

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения
от (верх)	до (низ)	
1	2	3
0	30	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости.
30	880	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости. Водопроявления. Возможны посадки и заклинки кондуктора, сальникообразования.
880	2750	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, сужение ствола скважины и сальникообразования. Нефтепроявления ($K_a = 1,00-1,02$).
2750	3220	Газонефтепроявления ($K_a = 1,25-1,30$). Разжижение раствора. Поглощения бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений , бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (P_z).

Приложение Б

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–40 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	9
Бурение под направление (0–40 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез (6х9мм)	0,40	393,7	–	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник М152хМ152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	1,593
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
5	КЛС-390 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	0,112
					3-171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,059
					3-152	Муфта	
7	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	1,593
					3-152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
7	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	0,725
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8
8	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
9	КШЗ 133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
10	ВБТ 140	10	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40–910 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под кондуктор (40–910 м)							
1	295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабурмаш	0,441	295,3	–	3-152	Ниппель	0,082
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	–	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295,3 СТ	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР-240М.7/8	8,0	240	–	3-171	Ниппель	2,911
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
					3-147	Муфта	
9	УБТ- 178х90 Д	58,1	178	90	3-147	Ниппель	8,424
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0.011
					3-133	Муфта	
11	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	26,531
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (910–2620 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну (910–2580; 2595–2625 м)							
1	PDC 215,9 БИТ В 713 УМ	0,4	215,9	–	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР-172 7/8.56	9,1	172	–	3-117	Муфта	1,081
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	24,9	178	90	3-147	Ниппель	3,610
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,018
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	58,1	178	90	3-147	Ниппель	8,424
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	79,419
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2580-2595м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2580–2595 м)							
1	Бурильная головка БИТ215,9/100 (6х8мм)	0,3	215,9	100,6	3-161	Муфта	0.02
2	Керноотборный снаряд 178/100	30	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	33,2	178	90	3-147	Ниппель	4,814
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	79,979
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Приложение В

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица В.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2900 м

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	40	40	393,7	–	1,4	6,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 1,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 4,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 7,6
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 57,8
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
40	910	870	295,3	306,9	1,4	87,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 17,0
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 57,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,6
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 95,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 210,4
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 114,5
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
910	2620	1710	215,9	228,7	1,29	126,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 67,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 85,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 8,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 92,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 420
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 327,8

Приложение Г

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Г.1 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1:	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, мон-таж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4:	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1-6:	416414

Продолжение таблицы Г.1

1	2
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	24080 15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8) Лабо- раторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9422 256 123 4771
Топографо-геодезические работы Скважины на воду	
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы Проектные работы	790 3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
С учетом коэффициента удорожания к=204,2 к ценам 1985 г.	125020540
НДС 18%	22503697
ВСЕГО с учетом НДС	147524237

Таблица Г.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготови- тельные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	–	–	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	–	–	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	–	–	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	–	–	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	–	–	–	–	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	–	–	0,11	1,77	–	–	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	–	–	1,93	475,98	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	–	–	–	–	–	–	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	–	–	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	15232
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	–	–	–	–	–	–
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	–	–	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	–	–	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	–	–	–	–	–	–
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	–	–	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	–	–	14,2	1070,68	25,4	1915,16	–	–
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	–	–	0,17	338,98	0,38	757,72	–	–
Биолуп LVL, т	324,74	–	–	–	–	–	–	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	–	–	0,085	1,56	0,06	1,0998	–	–
НТФ, т	916	–	–	–	–	–	–	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	–	–	–	–	–	–	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	–	–	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	–	–	6,39	175,33	63,3	1738,2	–	–
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	–	8266,31		2350,2		12579,36		24600,27	
Затраты зависящие от объема работ									
Ш 393,7 НьюТек Сервисез	686,4	–	–	0,1	68,64	–	–	–	–
295,3 (11 5/8) FD419SM	1379,7	–	–	–	–	0,43	593,271	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613	1028,4	–	–	–	–	–	–	1,18	1213,512

Окончание таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		169,944		747,883		5187,779	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		8266,31		2520,14		13327,24		29788,05	
Всего по сметному расчету, руб		54639,74							

Таблица Г.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера, сут	19,9	0,16	3,18	0,73	14,53	1,47	29,25
Содержание средств контроля, дис-петчеризации и управления процес-сом бурения, сут	27,67	0,16	4,43	0,73	20,20	1,47	40,67
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,21	0,73	5,50	1,47	11,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,46	0,73	184,59	1,47	371,70

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-323,9, шт	85,5	1	85,5	–	–	–	–
Башмак колонный БК-244,5, шт	65	–	–	1	65	–	–
Башмак колонный БК-177,8, шт	45,5	–	–	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295, шт	25,4	–	–	16	406,4	–	–
Центратор ЦЦ-177,8/191-216, шт	18,7	–	–	–	–	50	935
ЦКОДМ-244,5, шт	113,1	–	–	1	113,1	–	–
ЦКОДМ-177,8, шт	105	–	–	–	–	1	105

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5, шт	59,15	–	–	1	59,15	–	–
Продавочная пробка ПРП-Ц-177,8, шт	30,12	–	–	–	–	1	30,12
Головка цементируочная ГЦУ-244,5	3320	–	–	1	3320	–	–
Головка цементируочная ГЦУ-177,8	2880	–	–	–	–	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		746,52		7203,26		10706,74	
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 323,9х9,5, м	37,21	50	1860,5	–	–	–	–
Обсадные трубы 244,5х8,9 м	28,53	–	–	800	22824	–	–
Обсадные трубы 177,8х8 м	25,41	–	–	–	–	80	2032,8
Обсадные трубы 177,8х8,0 м	23,67	–	–	–	–	10	236,7
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	–	–
Портландцемент тампонажный рас- твор ПЦТ-III-об(4)-100, т	29,95	–	–	–	–	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный рас- твор ПЦТ-II-150, т	32	–	–	–	–	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18

Окончание таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	–	–	–	–	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	–	–	–	–	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	–	–	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса , т	37,52	2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб		2573,2			25538		55704,92
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб		3337,72			32741,26		6641,66
Всего по сметному расчету, руб		103 248,47					

Геолого-технический наряд

